

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016

УДК 552.578.061.32(470+571.5)

Баженова Т.К.Акционерное общество «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (АО «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЕ ФОРМАЦИИ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ РОССИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

В сравнительном аспекте рассматриваются нефтегазоматеринские формации древних платформ России – Сибирской и Восточно-Европейской – и нефтегазоносность, обусловленная реализованным потенциалом этих формаций. Приводятся сравнительные характеристики нефтегазоносности трёх главных нефтегазоносных бассейнов древних платформ - Лено-Тунгусского, Волго-Уральского и Тимано-Печорского. При всей степени разведанности этих нефтегазоносных бассейнов отчётливо проявляется качественно-количественная связь нефте- и газоносности с характером генетических источников углеводородов и особенностями геосторического развития.

Ключевые слова: нефтегазоматеринская формация, нефтегазоносный бассейн, древние платформы, нефтегазоносность Сибирской и Восточно-Европейской платформ.

Введение

Нефтегазоносность любого осадочного бассейна - вне зависимости от его масштабов - определяется наличием в нём нефтегазоматеринских формаций или горизонтов (НГМГ), то есть осадочно-породных объектов формационного уровня, обогащённых органическим веществом (ОВ). Количество, тип (фазовый состав) и размещение углеводородных скоплений в нефтегазоносном бассейне (НГБ) детерминируется общим объёмом НГМГ, их положением, концентрацией и фациально-биоценотическим типом ОВ в НГМГ и, наконец, онтогенетической эволюцией последних. Естественно, нефтегазоносность, в особенности размещение скоплений углеводородов (УВ), определяется не только наличием НГМГ, их качеством и состоянием, но и другими геологическими факторами, прежде всего наличием резервуаров, экранирующих горизонтов и разнотипных ловушек. Однако, эти перечисленные факторы необходимы, но не являются достаточными, ибо при отсутствии генетического источника УВ самые лучшие ловушки, заключающие самые совершенные резервуары, в отношении УВ окажутся пустыми.

В предлагаемой статье рассматривается, в сравнительном аспекте, связь нефтегазоносности с нефтегазоматеринскими формациями древних платформ России.

Для начала несколько замечаний.

1. В пределах Сибирской платформы рассматривается Домезозойский (Лено-Тунгусский) мегабассейн, занимающий почти всю её площадь, за исключением Анабарского

массива и Алданского щита. Поздепалеозойско-мезозойский Хатангско-Вилнойский НГБ, наложенный на восточный край Лено-Тунгусского НГБ, не рассматривается. Объектами рассмотрения Восточно-Европейской платформы являются Тимано-Печорский НГБ с рифейским возрастом фундамента и большая часть Русской плиты в границах России. Здесь из рассмотрения выпадают Прикаспийский НГБ (почти полностью принадлежащий Казахстану), Донецко-Припятский НГБ (Украина, Белоруссия) и северная часть Прибалтийского НГБ (вместе с юго-западным склоном Балтийского щита (Литва, Латвия, Эстония). В отношении нефтегазоносности и нефтегазоматеринских формаций по настоящему значимым среди этих последних является только Прикаспийский НГБ; другие два объекта количественно не столь существенны в общем балансе нефтегазообразования и нефтегазонакопления Восточно-Европейской платформы в целом.

2. Количественный расчёт нефте- и газообразования, то есть подсчёт масштабов эмиграции (УВ) осуществлён автором в соответствии с авторскими балансовыми моделями [Баженова 1992; Нерастворимое органическое вещество..., 1993] практически для всех более или менее распространённых НГМГ морского генезиса Ленно-Тунгусского НГБ – от нижнего рифея до верхнего девона включительно. Аналогичный подсчёт проведён для всех нефтегазоматеринских формаций Тимано-Печорского НГБ (в статье приводятся данные для континентальной его части, как наиболее достоверные). Подсчёт масштабов эмиграции УВ проводился и для так называемых потенциально нефтегазоносных бассейнов (ПНГБ) Русской плиты – Средне-Русского и Мезенского (включая Вычегодский прогиб), где промышленные залежи УВ не открыты, а известны лишь нефте- и газопроявления, а также единичные полупромышленные притоки нефти (Средне-Русский ПНГБ). В Прибалтийском НГБ расчёт проводился для силурийских НГМГ Калининградской области. Для крупнейшего НГБ Восточно-Европейской платформы – Восточно-Уральского (он же крупнейший среди домезозойских НГБ России в отношении нефтеносности) пришлось воспользоваться немногочисленными литературными данными.

3. Заявленная автором тема слишком обширна и многогранна и по сути требует не статьи, а монографии. В связи с этим в данной работе освещаются лишь самые основные, на взгляд автора, вопросы влияния НГМГ на характер нефтегазоносности регионов: пространственное положение НГМГ, биоценотический тип и катагенез ОВ в них и, как результат, их нефте- и газопродуктивность.

Как известно, Сибирская платформа целиком находится в составе России, Восточно-Европейская – большей своей частью. Обе платформы почти равновеликие (Восточно-Европейская чуть больше) – более 3,5 млн. км². Явные черты сходства между обеими платформами ограничиваются возрастом фундамента – архейско-раннепротерозойским и

общим возрастом чехла – рифейско-кайнозойским соответственно, а также ранним периодом развития обеих платформ – авлакогенным. Этот период охватывает рифейский эон, абс. время 1050 млн. лет, что составляет около 2/3 времени существования платформ. В рифейское время появляются различия между двумя платформами. Во-первых, в крайней северо-восточной части Восточно-Европейской платформы для рифея был характерен ещё геосинклинальный режим, поэтому возраст фундамента Тимано-Печорского НГБ – рифейский, он моложе, нежели в остальной части Восточно-Европейской платформы. Во-вторых, если в пределах Восточно-Европейской платформы рифейские отложения выполняли авлакогены и перикратонные прогибы, то в пределах Сибирской платформы отложения рифея развиты не только в авлакогенах и перикратонах, но перекрывают и большую часть центральной территории платформы, за исключением щитов и антеклиз.

Начиная с венда на обеих платформах наступил гомогенный этап развития. И, если для вендского времени ещё отмечаются черты сходства в развитии обеих платформ (что будет показано далее), то в дальнейшем обе платформы развивались во многом антиподально.

Гомогенный этап развития на Сибирской платформе закончился в западной её половине в раннем карбоне, а в восточной – в раннем девоне, после чего наступил гетерогенный этап, характеризуемый сначала континентальным осадконакоплением (C₂-P₂), а затем активным вулканизмом в интрузивной и эффузивной фациях (P₂-T₁), дифференцированными тектоническими движениями, пликативными и дизъюнктивными дислокациями. Триасом заканчивается первый подэтап гетерогенного этапа, именуемый денудационно-аккумуляционным.

Второй этап (J-ныне) – существенно денудационный – характеризуется прежде всего значительной амплитудой размыва (на некоторых участках до нескольких км). В южной половине платформы на размытую поверхность палеозоя местами плащеобразно ложатся континентальные складки юры. На востоке платформы в позднем палеозое закладывается Вилуйская синеклиза, открывающаяся в Приверхоянский прогиб, и развивается до конца мела.

Восточно-Европейская платформа (Русская плита) характеризуется более спокойным развитием. Её гомогенный этап также отличается от такового Сибирской платформы. Если на Сибирской платформе осадки нижнего и части среднего палеозоя (Є-D₁) покрывают практически всю платформу, то в пределах Восточно-Европейской платформы отложения этого возраста развиты лишь в северо-западной её части. Когда в восточной части Сибирской платформы наступает гетерогенный этап, а в западной – морское осадконакопление устойчиво сменяется лагунным (D₂), в пределах Восточно-Европейской платформы устанавливается морской режим, продолжавшийся до конца ранней перми, таким образом,

гомогенный этап в пределах Русской плиты продолжается, вероятно, до конца мезозойского осадконакопления.

Несколько иная геологическая история у Тимано-Печорского НГБ. Осадочный чехол начинается с нижнего ордовика (осадки венда-кембрия проблематичны); авлакогены развиваются в силуре и даже в девоне, и только в перми Тимано-Печорский НГБ переходит к «синеклизному» типу развития. При этом следует подчеркнуть, что тип развития девона, карбона и перми в Тимано-Печорском НГБ весьма сходен с таковыми востока Русской плиты, а силурийский разрез напоминает таковой запада Сибирской платформы.

В итоге основное отличие и Русской плиты, и Восточно-Европейской платформы в целом, состоит в том, что эти региональные структуры не прошли гетерогенного этапа развития. В отличие от Сибирской, Восточно-Европейская платформа не испытала ни столь глубоких погружений (за исключением Прикаспийской впадины), ни столь крупных подъёмов и размывов отложений, ни обилия дизъюнктивных нарушений, ни активного вулканизма в эффузивной и – особенно – интрузивной фациях. Эти различия в типах геологического развития существенно повлияли на характер нефтегазоносности этих регионов.

Нефтегазовые богатства Восточно-Европейской платформы, благодаря географическому положению и, соответственно, несравненно более развитой инфраструктуре, начали открываться и осваиваться на несколько десятилетий раньше по сравнению с таковыми Сибирской платформы. Первые месторождения УВ в Тимано-Печорском и Восточно-Уральском НГБ были открыты в начале 30-х гг. XX в., а в 1940-х гг. началось интенсивное освоение этих регионов. На Сибирской платформе первые промышленные месторождения были открыты на границе 50-60-х гг. XX в., а более широкое освоение территории относится к середине 1970-х гг., при этом в «соответствии с географией» осваивалась и поныне осваивается южная половина платформы. Среди перспективных в отношении нефтегазоносности земель Сибирской платформы, наименее исследованной и соответственно освоенной является северная половина Красноярского края – Тунгусская (по доверхнепалеозойским отложениям Курейская) синеклиза, территория с поверхности сложенная мощными (0,5-1,5 км) вулканогенными образованиями триаса, обладающая крайне расчленённым рельефом, что наряду с другими факторами затрудняет её освоение.

И, тем не менее, геохимическая изученность Сибирской платформы с позиций оценки нефтегазоносности (в рамках геологической изученности) – в целом не хуже таковой Восточно-Европейской платформы, а в некоторых отношениях даже лучше, по крайней мере на формационном и бассейновом уровнях: для этого региона как в целом, так и для

отдельных его районов составлены серии карт геохимических параметров, масштабов эмиграции нефти и газа и фазового состава УВ (ВНИГРИ; СНИИГГиМС).

Нефтегазоматеринские формации (или НГМГ) Сибирской платформы

В составе осадочного разреза платформы НГМГ занимают обычно 1/4-1/3 его мощности и связаны с авлакогенным и гомогенным этапами её развития. Терригенная угленосная формация Тунгусской синеклизы начала гетерогенного этапа (С₂-Р₂) при достаточно большой мощности (0,5-1 км и более) и мощном перекрытии триасовыми базальтами может квалифицироваться как газоматеринская, но в данной статье она не рассматривается.

В табл. 1-3 представлены основные геологические и геохимические параметры всех выделенных НГМГ Лено-Тунгусского НГБ Сибирской платформы – от районов развития и литологического состава до масштабов и плотностей эмиграции нефти и газа; поэтому подробная характеристика каждого из объектов не приводится, а даются лишь необходимые общие положения. В течение авлакогенного (рифейского) этапа НГМГ развивались как в пределах авлакогенов, так и вне их. К авлакогенным НГМГ относятся стрельногорская свита R₂ и нижнетунгусская свиты R₃, а также частично мадринская и вздрэшевская свиты R₂. Во время предвендской инверсии на некоторых территориях развития рифейских НГМГ произошли те или иные потери генерированных УВ; естественно, количество потерь на прямую определялось амплитудой поднятия и мощностью размытых отложений. При мощности размытых отложений 1,5 км и менее потерь УВ не было, так как ОВ в подстилающих НГМГ едва достигло градации катагенеза ПК₃, когда процессы эмиграции УВ практически ещё не начались. При возникновении катагенетического несогласия на границе V/R генерация УВ в пострифейское время прекратилась. Катагенетическое несогласие отмечается в инверсированных авлакогенах Иркинеево-Таимбинском, Уджинском, Уринском, Предпатомском прогибе. В зоне катагенетического несогласия Иркинеево-Таимбинского авлакогена (междуречье рек Ангары и Подкаменной Тунгуски) были подсчитаны эмиграционные потери УВ, составившие 101,0 млрд. жидких и 36,4 трлн. газообразных УВ [Эволюция нефтегазообразования..., 2015]. В Нижнеенисейском авлакогене (Туруханский район) предвендская инверсия была и сопровождалась блоково-складчатыми движениями. И, естественно, были потери УВ; однако катагенетическое несогласие здесь не возникло и нефтегазообразование продолжалось при вендско-палеозойских и триасовых погружениях, чему обязаны битумные и непромышленные (недоразведанные?) нефтегазовые залежи в рифее-венде-кембрии Курейско-Летнинского вала и Туруханского горста. Среди рифейских НГМГ, внесённых в табл. 1, предвендских потерь УВ не возникало в Усть-Ильгинской свите R₁ Прианабарья, в НГМГ Алдано-

Майского прогиба и в нижнетунгусской свите R₂ Туруханского района. По концентрации ОБ (С_{нк}) НГМГ рифея субдоманикоидно-доманикоидные. К доманикоидно-доманикитным можно отнести лишь верхнюю подсвиту малгинской свиты R₂ Алдано-Майского прогиба крайнего юго-востока платформы. В табл. 1 учтены практически все известные НГМГ рифея, развитые вне зоны катагенетического несогласия, за исключением некоторых маломощных пачек в верхах разреза, сохранившихся от размыва и имеющих ныне очень малую площадь развития – менее 1000 км² (в мироедихинской и речкинской свитах R₃ Туруханского района и ирэмэкэнской свите Байкитской антеклизы).

Суммарные масштабы «полезной» пострифейской эмиграции УВ на Сибирской платформе оценены в 922,8 млрд. т жидких и 329,3 трлн. м³ газообразных (см. табл. 1). Основные очаги нефтегазообразования (ОНГО) обусловленного действием рифейских НГМГ, располагались на западе платформы – на востоке и юге Байкитской антеклизы, в пределах Катангской седловины, в северной и, возможно, восточной части Присяно-Енисейской синеклизы, в Прианабарской части Курейской синеклизы. Вероятно, ОНГО были и в других частях Курейской синеклизы, но закартированы они лишь на юге и северо-востоке названной структуры. С рифейским «питанием» в значительной мере связаны залежи УВ Байкитской антеклизы и в особенности Катангской седловины, а также вышеупомянутые небольшие и разрушенные залежи Туруханского района.

Вендские отложения являются базальными для гомогенного этапа развития Сибирской платформы. Они, вероятно, покрывали собой всю платформу, залегая с той или иной степенью несогласия либо на размытом рифее, либо на кристаллическом фундаменте. Отложения нижнего венда развиты фрагментарно и связаны с окраинными частями платформы. Положение V₁ на стратиграфической шкале противоречиво и во многом не ясно; различные исследователи проводят границу между нижним и верхним вендом по-разному. Автор относит к нижнему венду подталахские отложения Байкало-Вилуйского (Предпатамского) прогиба Якутии, ушаковскую и хидусинскую свиты Западного Прибайкалья. На западе платформы положение его неясно; на северо-западе к V₁, вероятно, относится излучинская свита Игарского района, а на юго-западе, возможно, нижняя часть мощной красноцветной терригенной алёшинской свиты. Некоторые исследователи датируют как V₁ непский горизонт. Ранее во ВНИГРИ эти отложения датировались как V₁₋₂. Однако при сравнительном изучении вендских отложений Сибирской платформы и Русской плиты оказалось, что непский горизонт является аналогом редкинского горизонта – по литологии, по характеру цикличности и т.д., а редкинский горизонт Русской плиты уверенно датируется как V₂.

Таблица 1

Основные параметры нефтегазоматеринских горизонтов рифа Сибирской платформы

Номер п/п	Возраст НГМГ	Регион развития	Основной литологический состав	Диапазон мощностей, м	Диапазон концентраций $C_{нк}, \%$	Диапазон катагенеза ОВ	Площадь, тыс. км ²	Масштабы эмиграции УВ		Плотность эмиграции УВ		Отношение нефть/газ
								нефть, млрд. т	газ, трлн. нм ³	нефть, млн. т/км ²	газ, млрд. м ³ /км ²	
1	R _{1u} -il (усть-ильинская свита)	Западное и северное Приангарье	мергели, аргиллиты, глинистые доломиты, горючие сланцы	50-70	0,25- 6,65	МК ₂ ¹ -К ₁	112,0	73,1	26,5	0,41-0,92	0,15-0,33	2,76
2	R ₂ аянская, мадринская, (вдрешевская толща); стрельногорская свита	Катангская седловина; Байкитская антеклиза; Туруханский горст	аргиллиты, мергели, кремнистые аргиллиты	70-150	0,16-2,65	МК ₂ ² -АК ₂	>250	389,5	140,5	0,19-2,86	0,09-0,92	2,76
3	R _{2 ml} ² (малгинская свита, верхняя подсвита)	Алдано-Майский прогиб	аргиллиты; мергели, силициты; аргиллиты	30-50	0,5-10	МК ₂ ¹ -К ₂	66,8	123,0	44,5	0,53-3,76	0,37-1,39	2,77
4	R _{3ign} ² (игниганская свита, верхняя подсвита)	Алдано-Майский прогиб	известняки глинистые	50-200	0,25-0,30	МК ₂ ¹ -АК ₁	55,4	23,9	8,9	0,076-0,73	0,016-0,277	2,90
5	R ₃ куюмбинская толща, шунтарская, семёновская, нижнетунгусская свиты	Байкитская антеклиза; Чадобецкое поднятие; Туруханский горст и др.	глинистые доломиты и известняки; мергели; аргиллиты	150-800	0,20-2,5	МК ₂ ² -АК ₂	>250	313,3	108,9	0,40-4,60	0,09-1,63	2,87
Итого								922,8	329,3			2,80

Основные параметры нефтегазоматеринских горизонтов венда и нижнего – среднего кембрия Сибирской платформы

Номер п/п	Возраст НГМГ	Регион развития	Основной литологический состав	Диапазон мощностей, м	Диапазон концентраций $C_{нк}$, %	Диапазон катагенеза ОВ	Площадь, тыс. км ²	Масштабы эмиграции УВ		Плотность эмиграции УВ		Отношение нефть/газ
								нефть, млрд. т	газ, трлн. нм ³	нефть, млн. т/км ²	газ, млрд. м ³ /км ²	
1	V ₁ ушаковская; хидусинская свиты	Западное Прибайкалье (сочленение Ангаро-Ленской ступени и Байкало-Патомского прогиба)	аргиллиты, реже мергели	20-300	0,3-1,0	МК ₃ -АК ₁	300	110,8	40,9	0,04-2,32	0,02-1,69	2,71
2	V ₂ непский горизонт (курсовская, ванаварская свиты)	Юг, запад и северо-восток платформы	аргиллиты	10-100	0,20-3,0	МК ₁ -АК ₂	1059,5	217,5	75,8	0,005-1,12	0,01-0,37	2,87
3	V ₂ тирский горизонт (оскобинская, чистяковская, бюкская свиты и аналоги)	Почти вся платформа, за исключением востока и отдельных «лысых сводов»	глинистые доломиты, доломиты, мергели, ангидриты, глинистые песчаники	20-150	0,20-9,0	МК ₁ -АК ₂	2052,2	786,7	273,2	0,016-4,69	0,008-1,11	2,88
4	V ₂ катангская + собинская; успунская + кудулахская свиты; верхнесухаринская подсвита	Большая часть платформы, за исключением Анабарской антеклизы и востока	глинистые доломиты, реже мергели, ангидриты	40-200	0,15-3,0	МК ₁ -АК ₂	1681,4	476,0	159,0	0,014-1,89	0,004-0,70	2,99
5	Є ₁ + Є _{2am} (куонамская и шумнинская свиты)	Восток и СЗ платформы и соединяющее их поле в Тунгусской синеклизе	мергели, аргиллиты, силициты, глинистые известняки, горючие сланцы	30-200	0,3-25,0	МК ₁ -АК ₂	965,2	1856,6	700,6	0,52-9,2	0,185-3,2	2,65
Итого								3447,6	1249,5			2,76

Таблица 3

Основные параметры нефтегазоматеринских горизонтов палеозоя (Є₃ - D₃) Сибирской платформы

Номер п/п	Возраст НГМГ	Регион развития	Основной литологический состав	Диапазон мощностей, м	Диапазон концентраций C _{нк} , %	Диапазон катагенеза ОВ	Площадь, тыс. км ²	Масштабы эмиграции УВ		Плотность эмиграции УВ		Отношение нефть/газ
								нефть, млрд. т	газ, трлн. нм ³	нефть, млн. т/км ²	газ, млрд. нм ³ /км ²	
1	Є ₃ нижняя часть чопкотинской свиты; суханская свита	СЗ платформы; Анабаро-Оленёкская антеклиза	мергели; глинистые известняки; горючие сланцы	50-400	0,15-10,5	ПК ₃ ;	40,5	324,9	115,2	0,34-9,13	0,12-3,24	2,82
						МК ₃ -МК ₄₋₅	49,4					
2	О ₂₋₃ нижняя часть кривоузского яруса; мангазейский ярус; долборский ярус	СЗ платформы	глинистые известняки; мергели, аргиллиты	20-100	0,15-3,49	МК ₂ ² -МК ₄₋₅	69,75	12,8	4,2	0,014-0,753	0,004-0,275	3,04
3	S ₁ l ² среднеландоверский подъярус	Большая часть Тунгусской синеклизы	аргиллиты, мергели («граптолитовые сланцы»), глинистые известняки	30-100	0,15-30,0	МК ₂ ¹ -МК ₄₋₅	495,6	139,0	61,0	0,009-3,02	0,002-1,40	2,28
4	S ₂ ld+pr	Большая часть Тунгусской синеклизы	глинистые доломиты; доломиты, мергели, аргиллиты	50-150	0,15-0,90	МК ₂ ¹ -МК ₄₋₅	453,75	45,3	13,4	0,009-0,90	0,002-0,31	3,37
5	D ₂ gv ² +D ₃ f ² юктинская (макусовская) и каларгонская свиты	СЗ платформы и часть Тунгусской синеклизы	глинистые известняки и доломиты, мергели	20-200	0,14-5,46	ПК ₃ -МК ₂ ¹	332,5	16,5	4,2	0,004-0,25	0,001-0,013	3,91
Итого								538,5	198,0			2,72

В качестве НГМГ V_1 выделяется ушаковская темноцветная существенно-аргиллитовая свита Западного Прибайкалья и возможный её аналог хидусинская свита (см. табл. 2).

Отложения V_2 развиты на платформе наиболее широко. Базальный для V_2 терригенный непский горизонт (V_{2np}) занимают южную часть платформы; с песчаными его пластами связана значительная часть её нефтегазоносности. Аргиллитовая часть V_{2np} является материнской (см. табл. 2). В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского прогиба аргиллиты нацело темноцветные (курсовская свита). Западнее (Ангаро-Ленская ступень) среди них появляются красноцветные разности; в пределах Катангской седловины и склонов Байкитской антеклизы мощность темноцветных разностей составляет всего 10-20 м, редко более (ванаварская свита). Далее к юго-западу (Ангарская зона складок и Присяяно-Енисейская синеклиза) непский горизонт представлен терригенной целиком красноцветной алёшинской свитой (или её верхней частью).

Выше следует тирский горизонт (V_{2tr}) – глинистые доломиты и мергели с прослоями песчаников и ангидритов. Глинисто-карбонатные породы V_{2tr} почти нацело темноцветные (бюкская свита Непско-Ботуобинской антеклизы, оскобинская и чистяковская свиты юго-запада платформы). В пределах Ангаро-Ленской ступени V_{2tr} терригенный. Венчается вендский разрез южной половины платформы глинисто-ангидритово-доломитовой толщей даниловского горизонта, в составе которой также присутствуют обогащённые ОВ пачки. Аналогом всех трёх НГМГ V_2 на северо-западе платформы является обогащённая ОВ, глинисто-карбонатная сухарихинская свита Норильского района. Суммарные масштабы эмиграции УВ из НГМГ V_2 - 1480,2 млрд. т жидких и 508,0 млрд. nm^3 газообразных. Более половины приходится на НГМГ тирского горизонта, как наиболее обогащённого ОВ и имеющего наибольшую площадь развития (см. табл. 2). Вендские НГМГ обеспечивают нефтегазоносность Непско-Ботуобинской антеклизы и частично Байкитской антеклизы, Катангской седловины и Ангарской зоны складок.

О куонамской свите $\epsilon_{1l} + \epsilon_{2am}$, как обогащённой ОВ формации, написано много. По концентрации ОВ, продуктивности, площади распространения она занимает третье место среди сапропелитовых формаций России, уступая лишь баженовской свите J_3 Западно-Сибирского НГБ и доманиковой формации D_3 Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ. Главная область её развития – Юдомо-Оленёкская зона востока платформы – типичные предрифовые фации, с запада ограниченные рифогенными образованиями. Площадь распространения ϵ_{1-2kp} на востоке платформы - 628 тыс. km^2 , масштабы эмиграции жидких УВ - 526,9 млрд. т, газообразных - 222,3 трлн. nm^3 . В средней части развития формации она глубоко погружена – перекрыта отложениями не только нижнего – среднего палеозоя, но и верхнего палеозоя и мезозоя Вилуйской синеклизы. В северо-западной и юго-восточной

частях Юдомо-Оленёкской зоны формация либо обнажена, либо перекрыта маломощными осадками перми и/или юры. По условиям катагенеза ОБ и гипергенеза нефтяные месторождения в Юдомо-Оленёкской зоне, пространственно и/или генетически связанные с куонамской обогащённой формацией, возможны лишь в пределах узких зон на бортах Вилуйской синеклизы, а также в пределах неглубокой Суханской впадины, где на поверхности отложения Є_3 . Однако куонамская формация «обеспечила» многочисленные нафтидопроявления в зоне гипергенеза на востоке Анабарской антеклизы.

В западной части Сибирской платформы, в Игаро-Норильском районе, стратиграфическим (и формационным) аналогом $\text{Є}_{1-2}\text{кп}$ является шумнинская свита, имеющая бóльшую мощность, но несколько меньшую концентрацию ОБ.

На восточном борту Тунгусской (Курейской) синеклизы Чириндинской скважиной была вскрыта «настоящая» куонамская свита, которую по сейсмическим данным удалось проследить на юго-западе почти до р. Нижней Тунгуски (северный отрезок сеймопрофиля «Алтай-Северная земля»).

Собрав все имеющиеся, в целом достаточно скудные, данные сеймики и бурения по территории северной части Тунгусской синеклизы, группа сибирских геологов и геофизиков закартировала рифогенные тела барьерного типа [Филипцов и др., 2014]. С учётом этих построений автору удалось соединить Чириндинско-Кочечумское куонамское поле востока синеклизы с шумнинским полем Є_{1-2} Игаро-Норильского района. В результате площадь Тунгусского обогащённого ОБ поля составила 318,5 тыс. км²; и оно соединяется на востоке с полем Юдомо-Оленёкской зоны. Однако отложения Є_{1-2} в Тунгусском поле глубоко погружены, и катагенез ОБ в них соответственно высокий – МК₄₋₅ – АК; и только на востоке от МК₃ до МК₁. Подсчитанные масштабы эмиграции в Тунгусском поле - 1303,9 млрд. т жидких УВ и 469,1 трлн. нм³ газообразных УВ. Это, во многом условно закартированное поле в пределах Путоранского базальтового плато, безусловно представляет интерес для дальнейшего исследования.

Следует напомнить, что в триасовых базальтах нередко нафтидопроявления различного масштаба. На западе Сибирской платформы известно небольшое поле, где встречена обогащённая ОБ формация Є_{1-2} – Имбакско-Бахтинское [Мельников и др., 1991; Шиганова и др., 2010], площадью 18,75 тыс. км², где масштабы эмиграции - 25,8 млрд. т жидких УВ и 9,2 трлн. нм³ газообразных УВ. Границы поля закартированы условно.

Суммарные масштабы эмиграции из НГМГ Є_{1-2} Сибирской платформы - 1856,6 млрд. т жидких УВ и 700,6 трлн. нм³ газообразных УВ (см. табл. 2). Приведённые цифры весьма внушительны; нижнесреднекембрийские масштабы эмиграции вдвое больше известных рифейских и немного больше, чем для суммарного венда. Однако, в отличие от рифея и

венда, «реальные» месторождения УВ, генетически обусловленные генерацией и эмиграцией из НГМГ Є_{1-2} , неизвестны. Вся надежда на Тунгусскую синеклизу и, в меньшей степени, на борта Вилуйской синеклизы.

Более молодые доверхнепалеозойские нефтегазоматеринские формации Сибирской платформы ассоциированы только с Тунгусской (Курейской) синеклизой и её западным обрамлением – Нижнеенисейским плакантиклинорием (Турухано-Норильской грядой). Их перечень снизу вверх: нижняя часть чопкотинской свиты Є_3 Норильского района; нижняя часть криволицкого и мангазейский ярус O_2 плюс долборский ярус O_3 (где последний сохранился от предсилурийского размыва); S_{1l2} – «граптолитовые сланцы» северо-запада платформы, восточнее переходящие в серые мергели, менее обогащённые ОВ; S_2 северо-запада и всей Тунгусской синеклизы; D_{2gv} (юктинская свита) плюс D_{3f} (каларгонская свита) – большая часть синеклизы. Все основные геологические и геохимические параметры этих НГМГ даны в табл. 3. Стратиграфическим и фаціальным аналогом нижней части чопкотинской свиты Є_3 является сужанская свита Анабаро-Оленёкской антеклизы, но ОВ там находится на подстадии протокатагенеза, то есть нефтематеринский потенциал не реализован.

Осреднённые концентрации $\text{C}_{\text{нк}}$ (которые картируются) в вышеперечисленных НГМГ большей частью субдоманикоидного уровня (0,1-0,5%), за исключением Є_3 и «граптолитовых сланцев» S_{1l2} , но на породном уровне во всех НГМГ достигают доманикоидного (0,5-5,0%), а иногда и доманикитного уровня (>5%) (см. табл. 3). Суммарные масштабы эмиграции УВ для НГМГ Є_3 - D_3 538,5 млрд. т жидких и 138 трлн. нм^3 газообразных. Наиболее значимыми среди них являют Є_3 и S_{1l2} (см. табл. 3). Следует подчеркнуть, что приведённые цифры в той или иной мере формальны, так как подсчёт выполнен на основании регионального катагенеза ОВ без учёта метаморфизирующего влияния базитовых интрузий, что на региональном уровне учесть невозможно. В верхней части осадочного разреза Тунгусской синеклизы пластовые базитовые интрузии нередки и они, безусловно, оказывали термальное влияние как на ОВ, так и на генерируемые жидкие УВ. Однако массовое внедрение интрузий происходило в постэффузивное время, в основном после достижения ОВ пород максимального регионального катагенеза. Сингенетичные НГМГ Є_3 - D_3 нафтидопроявления известны в Є_3 и «граптолитовых» сланцах» S_1 . В каларгонской свите D_3 на Талнахском рудном месторождении было встречено нефтепроявление, однако генезис его не ясен, скорее всего по отношению к D_3 оно вторично.

Суммарные масштабы эмиграции УВ для доверхнепалеозойских НГМГ Сибирской платформы (Лено-Тунгусского НГБ) составляют 4908,9 млрд. т жидких и 1776,8 трлн. нм^3 газообразных; отношение нефть/газ - 2,76.

Биоценотический тип ОВ почти во всех доверхнепалеозойских НГМГ – альгосапропелиты и оксисорбосапропелиты с альгогенной основой, что отразилось на преимущественном нефтеобразовании – по закону генетического дефицита УВ-газа сапропелевого ОВ. Исключением являются «граптолитовые сланцы» S_1^{12} запада платформы с альгозоогенным ОВ, в котором генетическое отношение нефть/газ самое низкое среди прочих типов сапропелитов; в связи с этим для НГМГ нижнего силура эмиграционное соотношение нефть/газ также самое низкое среди НГМГ (см. табл. 1-3), несмотря на то, что суммарный НГМГ нижнего силура платформы представлен не только «граптолитовыми сланцами», хотя по концентрации ОВ они самые богатые.

Нефтегазоматеринские формации Восточно-Европейской платформы

В отличие от Сибирской платформы, краткую характеристику нефтегазоматеринских формаций (или НГМГ) Восточно-Европейской платформы следует начать с наиболее крупных и значимых НГБ – Тимано-Печорского и Волго-Уральского. Вся восточная часть этой платформы представляет собой цепь крупных НГБ, практически непрерывно переходящих один в другой – Тимано-Печорского, Волго-Уральского, Прикаспийского, включая акваториальные части первого и последнего в пределах Печорского и Каспийского морей. Автором кратко рассматриваются НГМГ первых двух, причём в Тимано-Печорском НГБ только в континентальной его части. В табл. 4 приведены основные геологические и геохимические параметры НГМГ большей части Тимано-Печорского НГБ. В табл. 5 отдельно приводятся геохимические параметры НГМГ Коротаихинской впадины – самой северной ячеи Предуральского прогиба; НГМГ в диапазоне D_1 - P_{1ar} , при этом, в отличие от более южных территорий, доманиковая формация не разделена. Если осадочный чехол в Тимано-Печорском НГБ начинается с ордовика и заканчивается нижним мелом, то НГМГ начинаются с нижнего силура и заканчиваются нижней пермью. В целом НГМГ охватывают более 2/3 площади континентальной части Тимано-Печорского НГБ и развиты в основном в восточной (Предуральский прогиб) и центральной его части. В Тимано-Печорском бассейне НГМГ можно подразделить на 4 группы (снизу вверх): 1) S_1+S_2 ; 2) $D_1+D_2+D_3^{f^{1-2}}$; 3) $D_3^{f^{23}}+D_3^{fm}+C_{1t}$ – доманиковая формация (S.lato); 4) $P_{1ar}+P_{1k}$. В существенно карбонатных НГМГ S_1+S_2 концентрация ОВ ($C_{нк}$) чаще субдоманикоидного диапазона, реже доманикоидного низких значений (на породном уровне до 2%, на формационном до 0,7%). Тип ОВ – альгосапропелиты и оксисорбосапропелиты с альгогенной основой. Масштабы эмиграции УВ – 351,5 млрд. т жидких и 129,8 трлн. nm^3 газообразных. Вторая группа НГМГ – D_1 - $D_3^{f^{1-2}}$ существенно терригенная (в D_1 карбонатно-терригенная); концентрация ОВ ($C_{нк}$) выше, нежели в НГМГ силура (см. табл. 4), бóльшую площадь занимают осреднённые доманикоидные концентрации от 0,5 до 2%.

Таблица 4

Основные параметры нефтегазоматеринских горизонтов палеозоя (S₁ – P_{1k}) Тимано-Печорского бассейна Восточно-Европейской платформы

Номер п/п	Возраст НГМГ	Регион развития	Основной литологический состав	Диапазон мощностей, м	Диапазон концентраций Снк, %	Диапазон катагенеза ОВ	Площадь, тыс. км ²	Масштабы эмиграции УВ		Плотность эмиграции УВ		Отношение нефть/газ
								нефть, млрд. т	газ, трлн. нм ³	нефть, млн. т/км ²	газ, млрд. м ³ /км ²	
1	S ₁	Большая восточная часть ТПБ*	глинистые известняки и доломиты; мергели	50-200	0,10-1,05	МК ₂ ¹ -АК ₂	210,8	171,3	63,3	0,024-2,306	0,005-0,846	2,71
2	S ₂	Большая восточная часть ТПБ (за исключением запада Хорейверской впадины)	глинистые известняки и доломиты; мергели	50-300	0,10-2,06	МК ₂ ¹ -АК ₂	177,0	180,2	66,5	0,024-2,854	0,005-1,102	2,71
3	D ₁	Предуральский прогиб; Варандей-Адзвинская зона; Печоро-Колвинский авлакоген	глинистые доломиты; мергели; аргиллиты; глинистые известняки	100-1000	0,10-13,16	МК ₂ ¹ -АК ₂	124,3	216,7	90,9	0,186-14,559	0,101-5,611	2,38
4	D ₂	Южная часть ТПБ; Предуральский прогиб; Печоро-Колвинский авлакоген	глины; аргиллиты; глинистые алевролиты	<50-200	0,20-2,36	МК ₁ -АК ₁	135,9	167,3	66,4	0,013-3,256	0,011-1,309	2,52
5	D _{3tm-sr}	Большая часть ТПБ (за исключением северо-запада)	аргиллиты; глины; мергели; глинистые известняки	20-100	0,20-4,07	МК ₁ -АК ₁	235,5	109,2	44,4	0,016-1,85	0,014-0,713	2,46
Итого								Σ844,7	Σ331,5			2,55
6	D _{3dm (sm)}	Южная и восточная часть ТПБ (около 2/3 его площади)	аргиллиты, кремнистые аргиллиты, мергели, глинистые известняки, горючие сланцы	10-50	0,15-30,28	МК ₁ -АК ₁	189,4	136,4	37,4	0,033-2,649	0,01-0,825	3,65
7	D _{3f³-C_{1t}}	Восточная половина ТПБ	мергели, аргиллиты, глинистые известняки, редко горючие сланцы	40-200	0,15-21,65	МК ₁ -АК ₁	150,6	274,1	77,4	0,063-7,89	0,019-2,458	3,54
8	P _{1ar}	Восточная половина ТПБ	аргиллиты, алевролиты, мергели, глинистые известняки и доломиты	50-1000	0,20-3,04	ПК ₃ -АК ₂	126,2	97,2	64,8	0,008-7,092	0,008-8,982	1,50
9	P _{1k}	СВ, большая половина ТПБ	аргиллиты, алевролиты, мергели, угли	50-800	0,20-25,00	ПК ₃ -АК ₂	73,0	75,2	59,7	0,004-3,643	0,013-2,581	1,26
Итого								Σ582,9	Σ239,3			244
Σ PZ								Σ1427,6	Σ570,8			2,50

*ТПБ - Тимано-Печорский НГБ.

Таблица 5

Возможные масштабы эмиграции углеводородов из нефтегазоматеринских горизонтов девона и нижней перми Коротайхинской впадины

Возраст НГМГ	Масштабы эмиграции УВ		Отношение нефть/газ	Плотности эмиграции	
	нефти, млрд. т	газа, трлн. нм ³		нефти, млн. т/км ²	газа, млрд. нм ³ /км ²
D ₁	29,7	13,9	2,14	0,74-1,74	0,34-0,85
D _{2e}	45,0	21,7	2,08	0,24-3,69	0,10-1,80
D _{3tm-sr}	4,9	2,2	2,22	0,09-0,35	0,045-0,17
D _{3sm+f³+zd}	20,3	6,3	3,20	0,23-1,38	0,05-0,41
P _{1ar}	95,4	52,4	1,82	0,02-10,43	0,03-6,12
Σ	195,3	96,5	2,02	–	–

Тип ОВ в основном гумито-сапропелиты, что выразилось в понижении эмиграционного отношения нефть/газ: в НГМГ S₁ и S₂ – 2,71, а в НГМГ D₁-D₃f¹⁻² - 2,38-2,52 (см. табл. 4).

Суммарные масштабы эмиграции в этих трёх девонских НГМГ - 492,3 млрд. т жидких УВ и 201,7 трлн. нм³ газообразных УВ.

Доманиковская формация D₃ (S.lato) подразделяется на две части: нижнюю – D_{3sm}, маломощную, высокообогащённую и верхнюю - D_{3f³}+D_{3fm}+C_{1t}, более мощную, но менее распространённую и в целом менее обогащённую ОВ. Доманиковская формация – предрифовые фации, с запада ограниченные рифогенным барьером; зарифовые терригенно-карбонатные отложения обладают крайне низкими концентрациями окисленного в диагенезе ОВ и не являются нефтегазоматеринскими. Особенностью верхней части доманиковской формации Тимано-Печорского НГБ является постепенно-ступенчатое возрастание её стратиграфического диапазона и соответственно мощности с запада на восток в соответствии с перемещением ограничивающего рифогенного барьера. Доманиковская формация в целом обладает специфическим альгозоогенным ОВ, где зоогенная часть представлена тентакулитами и стилолинами. Это второй в геологической истории уровень накопления материнского зоогенного ОВ после ордовикско-силурийского граптолитового. И хотя углепетрографы то и другое ОВ диагностируют как хитинит, их свойства, динамика, катагенетического преобразования и соотношение генерированных жидких и газообразных УВ существенно различаются. Эти типы представляют собой по указанным характеристикам крайние варианты во всём наборе сапропелитов. Если граптолитовое ОВ в катагенезе преобразуется «ускоренным темпом», генерация битумоидов в нём на градации МК₂¹ уже прекращается, битумоиды лёгкие, почти безасфальтеновые, а конечное генетическое отношение нефть/газ – 1,5, то в доманиковом ОВ генерация битумоидов растянута до конца подстадии мезокатагенеза, битумоиды высокоасфальтенистые, а конечное генетическое отношение нефть/газ - 2,51, так в доманиковом ОВ наиболее ярко проявляется закон

генетического дефицита УВ - газа сапропелитов. Масштабы эмиграции УВ в доманиковой формации 410,5 млрд. т жидких и 114,8 трлн. нм³ газообразных; 2/3 приходится на верхнюю, надсемилукскую часть формации за счёт большей её мощности.

Нижнепермские НГМГ Р_{1аг} и Р_{1к} связаны в основном с Предуральским прогибом, ибо на остальной территории Тимано-Печорского НГБ ОВ в них находится на подстадии протокатагенеза. В карбонатно-терригенном НГМГ Р_{1аг} Верхне-Печорской впадины тип ОВ – гумито-сапропелиты; в более северных впадинах Предуральского прогиба и артинский, и кунгурский НГМГ терригенные, тип ОВ – сапропелиты-гумиты; кунгурский НГМГ развит только в северной, гумидной части Тимано-Печорского НГБ, суммарные масштабы эмиграции для нижнепермских НГМГ - 172,4 млрд. т жидких УВ и 124,5 трлн. нм³ газообразных УВ; отношение нефть/газ – 1,38, что отвечает смешанному сапропелитово-гумусовому ОВ.

Диапазон катагенеза ОВ для НГМГ Тимано-Печорского НГБ отвечает почти всей катагенетической шкале – от ПК₃ до АК₂. Суммарные масштабы эмиграции для всего НГБ (включая Коротайхинскую впадину) составляют 1622,9 млрд. т жидких УВ и 667, трлн. нм³ газообразных УВ; отношение нефть/газ – 2,43 (см. табл. 4 и 5 в сумме) [Органическая геохимия..., 2008; Баженова и др., 2010].

Волго-Уральский НГБ, по существу, является южным продолжением Тимано-Печорского. Никакой серьёзной структурной границы между ними нет, просто на участке между Верхнепечорской впадиной и Джебольской ступенью с севера и Сылвенской депрессией с юга ширина бассейна сокращается. Осадочный чехол Волго-Уральского бассейна на большей части его территории начинается со среднего девона и заканчивается верхней пермью. В северной части Тимано-Печорского НГБ под осадками D₂ залегают отложения венда. Органическая геохимия осадочного разреза Волго-Уральского НГБ на породном уровне изучена достаточно подробно, однако масштабы эмиграции УВ не подсчитаны и не закартированы. Обогащённые ОВ горизонты девона и нижнего карбона соответствуют таковым Тимано-Печорского НГБ. Однако региональное распространение имеют только доманиковая формация в своей нижней семилукской части (D_{3f}²) и визейские терригенные отложения С₁. Верхняя часть доманиковой формации (D_{3f}³-С_{1t}) развита в Камско-Кинельских прогибах. Среднедевонские и нижнефранские материнские отложения локализируются в Бузулукской и Верхнекамской впадинах. В южной части Предуральского прогиба к нефтегазоматеринскими относятся башкирские и верейские отложения С₂, а также Р₁ [Ларская, 1983]. Так или иначе, главнейшим НГМГ Волго-Уральского региона является доманиковая формация D₃.

Ориентировочные подсчёты масштабов эмиграции УВ были выполнены автором для

доманиковой формации в целом. Основой подсчёта (кроме авторской доманиковой генерационно-эмиграционной модели) послужила карта катагенеза ОВ по кровле D₃ для данной территории, составленная в своё время Е.С. Ларской [Ларская, 1979], а также схема распределения C_{нк} для семилукской части формации [Кирюхина и др., 2013]. Известно, что в данном регионе концентрация C_{нк} в верхнефранско-турнейской части формации по сравнению с семилукской её частью снижается очень незначительно, что также учитывалось при подсчётах. Катагенез ОВ в доманиковой формации D₃ Волго-Уральского НГБ в целом ниже по сравнению с таковым в Тимано-Печорском НГБ. При общей площади формации в регионе ~ 700 тыс. км² градация ПК₃ занимает 200 тыс. км²; порядка 300 тыс. км² – градация МК₁; подстадия апокатагенеза занимает очень малую площадь на востоке Предуральского прогиба.

Результаты приближённых расчётов таковы: суммарные масштабы эмиграции жидких УВ - 912,9 млрд. т, газообразных УВ - 251,9 трлн. нм³, отношение нефть/газ - 3,62. Средняя плотность эмиграции жидких УВ - 1285,7 тыс. т/км², газообразных УВ – 353,8 млн. нм³/км². И хотя на градации ПК₃ эмиграция ещё ничтожна, и УВ (особенно жидкие) явно останутся внутри формации, по причине большой площади ПК₃ она тоже учитывалась в вышеупомянутых суммах – 0,6 млрд. т жидких УВ и 1 трлн. нм³ газообразных УВ (на градации ПК₃ генерация и эмиграции газообразных УВ превосходит таковую жидких УВ). За вычетом этих величин общие эмиграционные суммы составят 912,3 млрд. т жидких УВ и 250,9 трлн. нм³ газообразных УВ, а средняя плотность эмиграции жидких УВ при площади ~500 тыс./км² – будет равна 1810 тыс. т/км², газообразных УВ – 497,8 млн. нм³/км². Отношение нефть/газ – 3,64. Средняя плотность эмиграции жидких УВ в доманиковой формации D₃ Тимано-Печорского НГБ - 2167 тыс. т /км², газообразных УВ – 606 млн. нм³/км², таким образом средние плотности эмиграции УВ в Волго-Уральской НГБ несколько ниже таковых в Тимано-Печорском НГБ, а отношение нефть/газ несколько выше (3,64 против 3,58), что обусловлено более высоким в целом катагенезом ОВ в последнем.

Плотности и эмиграции жидких УВ для среднедевонских и нижнефранских материнских отложений Бузулукской впадины и юго-восточного склона Русской плиты подсчитаны Е.С. Ларской [Ларская, 1983] в диапазоне 100-500 тыс. т/км²; в визейских отложениях – 50-100 тыс. т/км²; в башкирских и верейских отложениях С₂ Бузулукской впадины – 5-50 тыс. т/км². За исключением С_{1v} остальные материнские отложения развиты локально и их площадь не более 100-150 тыс. км². Вероятно, из всех материнских и под- и наддоманиковых отложений суммарно эмигрировало не боле 100 млрд. т жидких УВ, а так как ОВ всех вышеперечисленных отложений – и D₂, и D₃f¹, и С_{1v}, и С₂ в той или иной мере смешанное (гумито-сапропелиты в D₂-D₃f¹ и сапропелиты-гумиты для С₁-С₂), то среднее

отношение нефть/газ будет не выше 2, и генерация газа для этих толщ составит порядка 50 трлн нм³. Таким образом приближённые суммарные масштабы эмиграции УВ для Волго-Уральского НГБ - 1012,9 млрд. т жидких УВ и 301,9 трлн нм³ газообразных УВ. Эти величины в 1,5 раза по жидким УВ и 2 раза по газообразным меньше таковых Тимано-Печорского НГБ. Возможно из-за недостаточной степени изученности они несколько занижены, но, конечно, не в 1,5 и 2 раза. Стратиграфический диапазон НГМГ в Тимано-Печорском НГБ намного выше, что и «компенсирует» размеры площади НГБ.

В западной части Восточно-Европейской платформы выделяется Прибалтийский НГБ (Балтийская нефтеносная область с промышленной нефтеносностью в среднем кембрии). Российская его часть – Калининградская область с прилегающим шельфом Балтийского моря; площадь этого сектора невелика, всего 15,1 тыс./км². В пределах суши 35 нефтяных месторождений и 2 на шельфе с суммарными запасами 91,1 млн. т, 83% которых выработаны. Геохимия нефтеносных отложений кембрия в пределах суши активно исследовалась в 1970-е гг., однако полноценной нефтегазоматеринской формации здесь выделить не удалось. Терригенные отложения кембрия содержат большое количество окисного железа, а породы, обогащённые ОВ, представлены лишь в венде прослоев [Особенности накопления и преобразования..., 1974]. Видимо, кембрийский НГМГ располагается западнее, в пределах акватории Балтийского моря.

Была изучена коллекция образцов нижнего силура Калининградской области, представленная аргиллитами и мергелями со смешанным граптолитово-альгинитовым ОВ; градации катагенеза ОВ – от границы ПК₃/МК₁ на востоке до начала МК₂ на западе, у моря на основании этих штудий были подсчитаны масштабы эмиграции нижнесилурийской граптолитовой толщи [Баженова и др., 2012]. Масштабы эмиграции жидких УВ - 7500 млн. т (при средней плотности эмиграции 500 тыс. т/км²); газообразных УВ – 6337,5 млрд. нм³ средняя плотность - 422 млн. нм³/км²; отношение нефть/газ - 1,18. Конечно, это небольшие суммарные величины, но при наличии резервуаров внутри силурийской толщи вполне возможны скопления.

В центральной и северной частях Русской плиты выделяются Средне-Русский и Мезенский ПНГБ с юго-восточным ответвлением последнего Вычегодским прогибом, который разными авторами относится то к Тимано-Печорскому, то Волго-Уральскому НГБ; однако он тесно связан именно с Мезенским ПНГБ – и по положению (граничит с Тиманским кряжем), и по возрасту фундамента – архейско-протерозойскому, и по типу осадочного выполнения. По вендским отложениям все вышеперечисленные объекты представляют собой единую структуру. Промышленные залежи УВ там не открыты, но

имеются ощутимые нефтегазопроявления и даже полупромышленные притоки нефти (Даниловская площадь, средне-русский бассейн). «Работавшие» нефтегазоматеринские формации этих ПНГБ приурочены только к базальным горизонтам чехла – рифею и венду, причём в отличие от последнего, рифей развит повсеместно, а заполняет грабены, авлакогены и перекратонные зоны (Вычегодский прогиб). В авлакогенах Мезенского ПНГБ и в восточной ветви Средне-Русского авлакогена наблюдается катагенетические несогласия на границе V/R, хотя в рифее этих структур есть толщи, обогащённые ОВ. Катагенетическое несогласие отсутствует в западной ветви Средне-Русского авлакогена, в Московском грабене, в Вычегодском прогибе и, вероятно, на его северном продолжении в Притиманской части Мезенского ПНГБ. Однако на этом участке рифей не вскрыт и оценить его нефтегазогенерационные свойства пока невозможно. На формационном уровне наиболее изучен вендский НГМГ этой территории – редкинский терригенный горизонт V₂, полный аналог непского горизонта юга Сибирской платформы (о чём упоминалось ранее). Редкинский горизонт представлен редкинской свитой Средне-Русского ПНГБ (Московской синеклизы) и её аналогом – усть-пинежской свитой Мезенского ПНГБ (одноимённой синеклизы) и Вычегодского прогиба. Наиболее обогащённой ОВ является редкинская свита. Осреднённые концентрации C_{нк} в ней достигают доманикоидного уровня (0,5-1,0%); в усть-пинежской свите - не выходят за пределы субдоманикоидного уровня (0,2-0,3%, редко чуть более). В вычегодском прогибе усть-пинежская свита не является нефтегазоматеринской; концентрации C_{нк} - не более 0,1%, чаще менее; концентрация синбитумоидов очень низкая (п 0,001%); присутствующее там ОВ представлено крайне низколипидными бурыми водорослями. Катагенез ОВ в редкинско-усть-пинежском НГМГ от ПК₂ до МК₂¹ в Средне-Русском ПНГБ и от ПК₂ до МК₄ в Мезенском ПНГБ; большую часть площади (особенно в последнем) занимает градация МК₁; градации МК₂¹-МК₄ «прижаты» к Тиману. Масштабы эмиграции УВ в НГМГ V₂ составляют 20,3 млрд. т жидких УВ и 8,6 трлн. нм³ газообразных УВ в Средне-Русском НГМГ и 18,0 млрд. т жидких УВ и 5,6 трлн. нм³ газообразных УВ в Мезенском ПНГБ. Масштабы эмиграции в обоих ПНГБ почти равновелики, однако условия аккумуляции УВ в редкинском НГМГ несравненно лучше по сравнению с таковыми в усть-пинежском НГМГ – благодаря более высокой концентрации ОВ и большей литологической дифференцированности толщи. Приблизжённые масштабы эмиграции УВ из рифейских НГМГ Московского грабена и западной ветви Средне-Русского авлакогена одного порядка с таковыми из редкинской свиты V₂, однако там нет хороших резервуаров и эмигрирующие УВ поглощаются «промежуточными толщами».

В Вычегодском прогибе, во всём его разрезе НГМГ были установлены на двух уровнях

в карбонатной толще рифея, в Кельтменской скв. 1 на востоке прогиба. При площади развития НГМГ (и сохранности от предвендского размыва) ~ 10 тыс. км² масштабы эмиграции жидких УВ - 7,6 млрд. т; газообразных УВ - 2,2 трлн. нм³. Суммарный «вклад» ПНГБ Восточно-Европейской платформы в эмиграцию УВ - 65,9 млрд. т жидких и - 24,4 трлн. нм³ газообразных; отношение нефть/газ – 2,7 [Баженова, Гембицкая, 2000; Баженова и др., 2013].

Характеристика нефтегазоносности главных бассейнов древних платформ России

В табл. 6-9 и на рис. 1-2 представлены «формальные» характеристики нефтегазоносности трёх главных НГБ древних платформ России: Лено-Тунгусского, Волго-Уральского и Тимано-Печорского - суммарные величины разведанных запасов УВ и их начальных суммарных ресурсов (НСР), доля тех и других в масштабах эмиграции УВ, отношение фазовых типов УВ, распределение месторождений по фазовому составу и по категориям крупности. По величине разведанных запасов нефти ($ABC_1 + C_2 + \text{накопл. добыча}$) первое место занимает Волго-Уральский бассейн; на второе недавно «вырвался» Лено-Тунгусский, а Тимано-Печорский оказался на третьем. Запасы нефти Волго-Уральского бассейна в 2,8 раза выше таковых Лено-Тунгусского и в 3,6 раза выше запасов Тимано-Печорского (см. табл. 6, рис. 1). Однако по суммарным масштабам эмиграции жидких УВ Волго-Уральский среди трёх НГБ занимает последнее место, а на первом оказывается Лено-Тунгусский НГБ, в котором эмиграция жидких УВ в 4,8 раза выше, нежели в Волго-Уральском НГБ (см. табл. 6). Доля разведанных запасов нефти в масштабах её эмиграции в Лено-Тунгусском бассейне составляет 0,21%; в Волго-Уральском – 2,78%; в Тимано-Печорском – 0,49% (см. табл. 6). Такое соотношение величин объясняется как субъективным (степень изученности и разведанности НГБ), так и, в первую очередь, объективными факторами: стратиграфическим диапазоном НГМГ в каждом бассейне, их суммарной площадью, степенью катагенеза ОВ в них; кроме того, в Лено-Тунгусском НГБ – по сравнению с НГБ Восточно-Европейской платформы (особенно с Волго-Уральским) – огромное значение имеет степень сохранности залежей нефти, как сверху (гипергенез), так и, особенно, снизу (катагенез ОВ и базитовые интрузии). В Лено-Тунгусском НГБ известны довольно многочисленные залежи антраколитов (особенно в резервуарах верхнего кембрия и нижнего силура), вскрытые колонковыми и глубокими скважинами и наблюдаемые в обнажениях на контакте с базитовыми интрузиями.

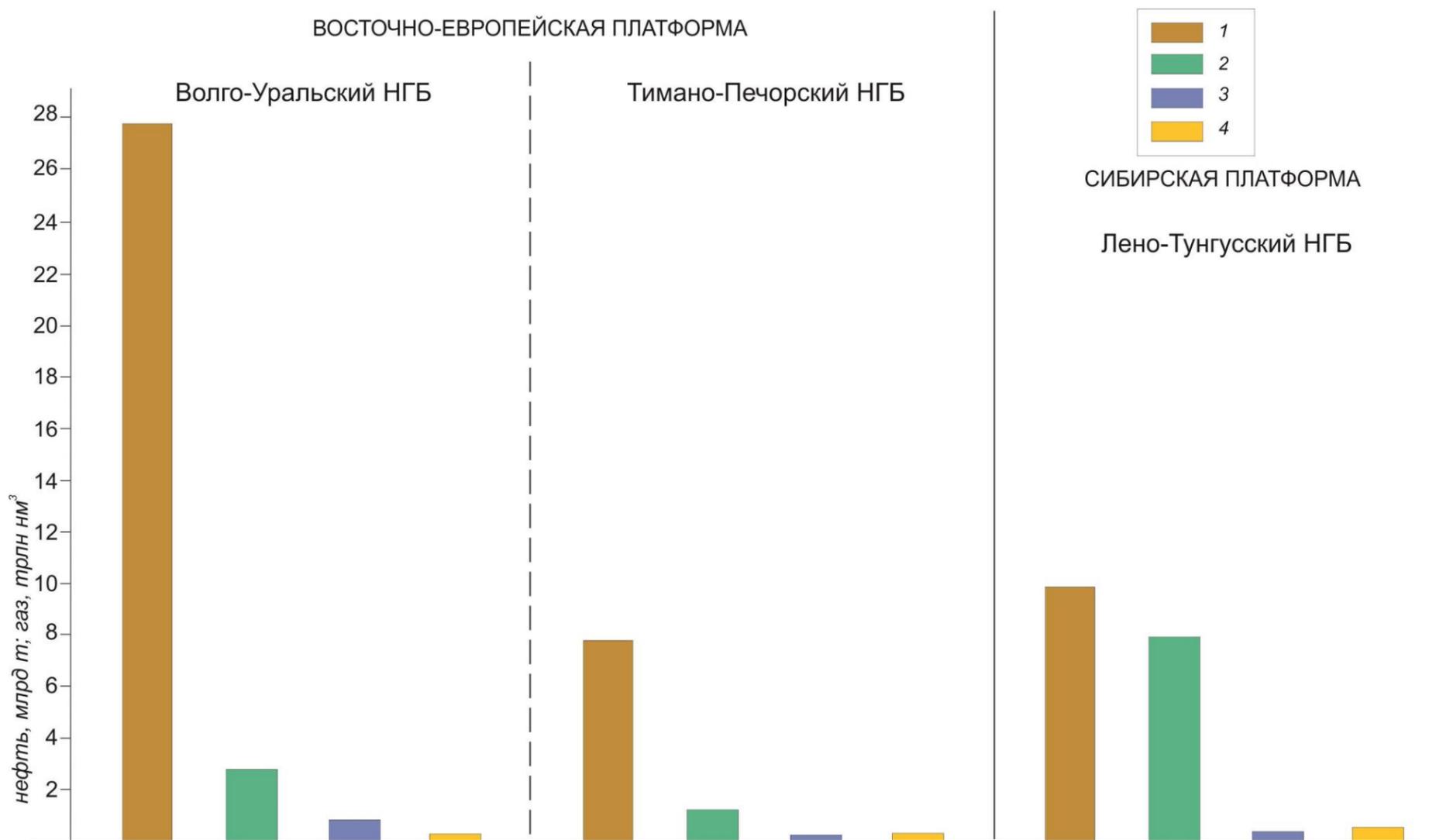


Рис. 1. Соотношение геологических запасов нефти, газа и конденсата ($A + B + C_1 + C_2 + \text{накопл. добыча}$) в главных нефтегазоносных бассейнах древних платформ России
 1 – нефть, 2 – газ свободный, 3 – газ растворенный, 4 – конденсат.

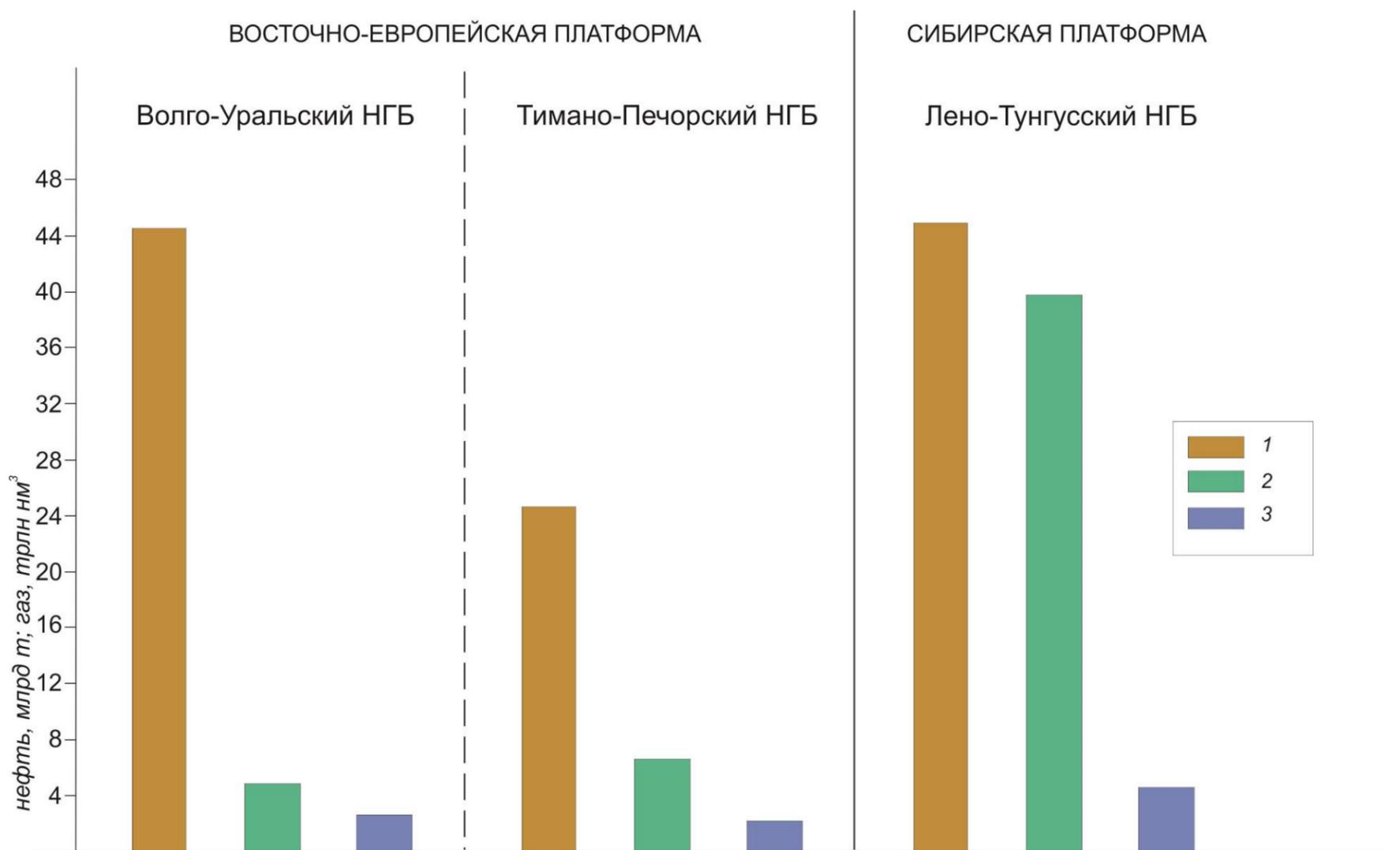


Рис. 2. Соотношение начальных потенциальных ресурсов нефти и газа в главных нефтегазоносных бассейнах древних платформ России
 1 – нефть, 2 – газ свободный, 3 – газ растворенный.

Таблица 6

Соотношение масштабов эмиграции углеводородов, начальных суммарных ресурсов и разведанных запасов нефти и газа в главных нефтегазоносных бассейнах древних платформ России

Параметры		Нефтегазоносные бассейны		
		Лено-Тунгусский	Волго-Уральский	Тимано-Печорский
Возраст НГМГ		$R_{1-3}; V_{1-2}; \epsilon_{1-2}; \epsilon_3^1; O_{2-3}; S_{11}^2; S_2; D_{2-3}$	$D_2; D_{3f}^1; D_{3sm}; D_{3f}^3-C_{1t}; C_{1v}; C_2$	$S_1; S_2; D_1; D_2; D_{3f}^1; D_{3sm}; D_{3f}^3-C_{1t}; P_{1ar}; P_{1k}$
Суммарные масштабы эмиграции УВ	нефти, млрд. т	4908,9	1012,9	1622,9
	газа, трлн. нм ³	1776,8	301,9	667,3
	отношение нефть/газ	2.76	3.35	2.43
Разведанные запасы УВ-сырья	нефти, млн. т	9872,2	27979,5	7730,0
	газа, свобод., млрд. нм ³	7903,1	2490,6	1181,6
	газа раств., млрд. нм ³	262,9	635,5	195,8
	конденсата, млн. т	389,5	198,7	203,5
Начальные суммарные ресурсы	нефти, млн. т	44520,7	44128,2	27616,9
	газа, млрд. нм ³	43602,3	7190,2	8085,1
отношение нефть/газ в разведанных запасах		1,25	11,23	6,54
отношение Σ жидких/ Σ газообразных в разведанных запасах		1,26	9,01	5,76
отношение нефть/газ в НСР		1,02	6,14	3,42
% жидких УВ разведанных запасов в масштабах эмиграции УВ		0,21	2,78	0,49
% газа (своб.+раств.) разведанных запасов в масштабах эмиграции УВ		0,46	1,04	0,21
% нефти НСР в масштабах эмиграции УВ		0,91	4,36	1,70
% газа НСР в масштабах эмиграции УВ		2,45	2,38	1,21

Таблица 7

Распределение месторождений по фазовому составу углеводородов по нефтегазоносным бассейнам и административным единицам

НГБ	Административная единица	Фазовый тип месторождений					Σ
		Н	НГ	НГК	ГК	Г	
Лено-Тунгусский	Иркутская область	10	1	10	9	4	Σ 34
	Красноярский край	2	1	5	3	4	Σ 15
	Республика Саха-Якутия	–	3	14	5	4	Σ 26
	Итого	12	5	29	17	12	Σ 75
Волго-Уральский	Республика Татарстан	206	–	–	–	–	Σ 206
	Республика Башкортостан	157	29	–	4	11	Σ 201
	Самарская область	331	18	–	1	4	Σ 354
	Оренбургская область	189	30	17	8	14	Σ 258
	Пермский край	197	24	6	–	4	Σ 231
	Удмуртская республика	121	8	–	–	–	Σ 129
	Саратовская область	46	23	45	13	16	Σ 143
	Ульяновская область	53	–	–	–	–	Σ 53
	Кировская область	5	1	–	–	–	Σ 6
	Пензенская область	4	–	–	–	–	Σ 4
Итого	1309	133	68	26	49	Σ 1585	
Тимано-Печорский	Республика Коми	123	8	9	5	17	Σ 162
	Ненецкий автономный округ	76	1	6	4	1	Σ 88
	Итого	199	9	15	9	18	Σ 250
Итого		1520	147	112	52	79	$\Sigma\Sigma$ 1910

Н – нефтяные, НГ – нефтегазовые, НГК – нефтегазоконденсатные, ГК – газоконденсатные, Г – газовые.

Таблица 8

Распределение количества месторождений с нефтяной фазой по нефтегазоносным бассейнам и административным единицам по величине разведанных запасов

НГБ	Административная единица	Категории по величине запасов нефти					Σ
		мелкие < 15 млн. т	средние 15-50 млн. т	крупные 50-100 млн. т	крупнейшие 100-500 млн. т	Уникальные > 500 млн. т	
Лено-Тунгусский	Иркутская область	8	5	1	3	4	Σ 21
	Красноярский край	–	4	2	–	2	Σ 8
	Республика Саха-Якутия	1	8	1	7	–	Σ 17
	Итого	9 (19,57%)	17 (36,95%)	4 (8,69%)	10 (21,74%)	6 (13,05%)	Σ 46
Волго-Уральский	Республика Татарстан	136	49	12	7	2	Σ 206
	Республика Башкортостан	142	31	5	7	1	Σ 186
	Самарская область	290	43	10	6	–	Σ 349
	Оренбургская область	192	33	7	3	1	Σ 236
	Пермский край	188	22	6	11	–	Σ 227
	Удмуртская республика	104	16	5	4	–	Σ 129
	Саратовская область	109	5	–	–	–	Σ 114
	Ульяновская область	49	2	2	–	–	Σ 53
	Кировская область	5	1	–	–	–	Σ 6
	Пензенская область	4	–	–	–	–	Σ 4
Итого	1219 (80,73%)	202 (13,38%)	47 (3,11%)	38 (2,52%)	4 (0,26%)	Σ 1510	
Тимано-Печоский	Республика Коми	105	24	6	5	–	Σ 140
	Ненецкий автономный округ	30	32	13	8	–	Σ 83
	Итого	135 (60,54%)	56 (25,11%)	19 (8,52%)	13 (5,83%)	–	Σ 223
Итого	1363 (76,62%)	275 (15,46%)	70 (3,93%)	61 (3,43%)	10 (0,56%)	ΣΣ 1779	

Таблица 9

Распределение количества месторождений с газовой фазой по нефтегазоносным бассейнам и административным единицам по величине разведанных запасов

НГБ	Административная единица	Категории по величине запасов газа					Σ
		Мелкие	Средние	Крупные	Крупнейшие	Уникальные	
Лено-Тунгусский	Иркутская область	9	9	3	1	2	Σ 24
	Красноярский край	5	3	2	3	–	Σ 13
	Республика Саха (Якутия)	13	7	1	4	1	Σ 26
	Итого	27 (42,86%)	19 (30,16%)	6 (9,52%)	8 (12,70%)	3 (4,76%)	Σ 63
Волго-Уральский	Республика Башкортостан	43	1	–	–	–	Σ 44
	Самарская область	23	–	–	–	–	Σ 23
	Оренбургская область	65	3	–	1	–	Σ 69
	Пермский край	33	1	–	–	–	Σ 34
	Удмуртская республика	8	–	–	–	–	Σ 8
	Саратовская область	96	1	–	–	–	Σ 97
	Итого	268 (97,45%)	6 (2,18%)	–	1 (0,37%)	–	Σ 275
Тимано-Печорский	Республика Коми	36	2	–	1	–	Σ 39
	Ненецкий автономный округ	6	2	2	2	–	Σ 12
	Итого	42 (82,35%)	4 (7,84%)	2 (3,92%)	3 (5,89%)	–	Σ 51
Итого	337 (86,63%)	29 (7,46%)	8 (2,06%)	12 (3,08%)	3 (0,77%)	ΣΣ 389	

Начальные суммарные ресурсы нефти в Лено-Тунгусском и Волго-Уральском НГБ принимаются почти равновеликими, в Тимано-Печорском НГБ ~ в 1,5 раза ниже (см. табл. 6, рис. 2). С учётом принятых величин степень разведанности запасов нефти в Лено-Тунгусском НГБ 22,2%; в Волго-Уральском 63,4%; в Тимано-Печорском – 28,0%. Автору представляется, что принятые НСР нефти Лено-Тунгусского НГБ в какой-то мере занижены, по крайней мере в 1,2–1,4 раза (на северо-западе остаётся практически неисследованной и не разбуренной территории площадью порядка 500 тыс. км², базальтовое поле Путоранского плато, где при всей малой исследованности встречаются нередкие нефтидопроявления различного масштаба).

По разведанным запасам свободного газа на первом месте Лено-Тунгусский НГБ, затем Волго-Уральский и далее Тимано-Печорский (см. табл. 6), при этом запасы Лено-Тунгусского втрое превышают таковые Волго-Уральского. Отношение нефть/газ в разведанных запасах в Лено-Тунгусском НГБ - 1,25, а в Волго-Уральском в 9 раз выше – 11,23; в Тимано-Печорском эта величина имеет промежуточное значение – 6,54, но ближе к таковой Волго-Уральского НГБ. В принятых НСР соотношение этих величин почти аналогично. Такие различия в величинах отношений нефть/газ объясняются, во-первых, превалирующей ролью нефтематеринской доманиковой формации D₃ в НГБ Восточно-Европейской платформы (особенно в Волго-Уральском), которая среди прочих НГМГ является наиболее нефтеобразующей (эмиграционное отношение нефть/газ в ней самое высокое ~ 3,6; тогда как в других сапропелитах не более 2,7-2,8); во-вторых, в Волго-Уральском НГБ катагенез ОВ в НГМГ ниже, что также уменьшает роль газообразования. В целом же, чем спокойнее была геотектоническая история НГБ, тем – *ceteris paribus* – его относительная нефтеносность выше.

Доля разведанных запасов газа в Лено-Тунгусском НГБ - 18,13%; в Волго-Уральском – 34,63%; наименьшая в Тимано-Печорском – 14,61%.

Разведанные запасы растворённого газа примерно пропорциональны запасам нефти, что вполне естественно: лидирует Волго-Уральский бассейн, далее Лено-Тунгусский, затем Тимано-Печорский (см. табл. 6). Запасы конденсата должны бы находиться в прямой связи с запасами свободного газа, но в Волго-Уральском НГБ запасы конденсата несколько меньше, нежели в Тимано-Печорском (см. табл. 6), что может быть связано с меньшими глубинами залежей газа в первом.

В табл. 7 представлено распределение месторождений по фазовому составу ОВ в каждом из трёх НГБ и в каждой административной единице, входящей в эти НГБ. Последовательность административных единиц в каждом НГБ соответствует последовательности разведанных запасов нефти – от большего к меньшему. В Лено-

Тунгусском НГБ, как наименее разведанном, месторождений УВ менее всего – 75, тогда как в Волго-Уральском более, чем в 20 раз больше - 1585, а разведанные запасы нефти при этом больше всего - в 2,8 раза. Разведанные запасы газа, наоборот, в 3 раза выше в Лено-Тунгусском НГБ (см. табл. 6). Количество «чисто» нефтяных месторождений в этом НГБ ровно столько, сколько чисто газовых – 12. Преобладающими являются полифазные залежи – нефтегазоконденсатные (см. табл. 7). Среди трёх административных регионов Лено-Тунгусского НГБ только в Республике Саха (Якутия) отсутствуют «чисто» нефтяные залежи, что связано с наименьшими их глубинами во всём регионе и выделением газа в свободную фазу [Эволюция нефтегазообразования..., 2015].

В Волго-Уральском НГБ (также, как и в Тимано-Печорском) преобладают «чисто» нефтяные залежи – 1309 из 1585 (82,6%) и 199 из 250 (79,6%) соответственно (см. табл. 7). Газовые залежи или залежи полифазного состава тяготеют либо к Предуральскому прогибу, либо к Прикаспийской впадине (Республика Башкортостан, Пермский край, Оренбургская и Саратовская области). Самый богатый нефтью район – сугубо «платформенная» республика Татарстан с наименьшим катагенезом ОВ в НГМГ, газовых и полифазных залежей не имеет совсем (см. табл. 7).

В табл. 8 и 9 представлено распределение месторождений по категориям величины разведанных запасов УВ: в табл. 8 месторождений с нефтяной фазой, в табл. 9 – с газовой фазой. Таблицы составлены по тому же принципу, что и табл. 7.

Уже давно было замечено, что в достаточно разведанных НГБ число месторождений снижается с увеличением их запасов. В отношении нефтяных залежей Лено-Тунгусский НГБ, в отличие от Волго-Уральского и Тимано-Печорского, этой закономерности не подчиняется (см. табл. 8) – свидетельство того, что у этого НГБ ещё «всё впереди». Более того, в этом НГБ открыто шесть уникальных по запасам нефти месторождений: четыре в Иркутской области, два в Красноярском крае с суммарными запасами ~ 5,2 млрд. т – более половины запасов нефти Лено-Тунгусского НГБ. В Волго-Уральском НГБ, во всех его административных единицах максимум приходится на мелкие залежи нефти, суммарно 1219 из 1510 (80,83%) (см. табл. 8). Уникальных месторождений всего четыре: два в Татарстане, по одному в Башкортостане и Оренбургской области с суммарными запасами нефти 6,8 млрд. т – около четверти суммы запасов в НГБ. В Тимано-Печорском НГБ закономерность снижения числа месторождений по мере их крупности выражена менее рельефно, хотя и имеет место (см. табл. 8).

Среди газовых залежей мелкие преобладают во всех трёх НГБ (см. табл. 9). В Лено-Тунгусском НГБ залежи газовой фазы распределены по всем категориям крупности; мелкие залежи здесь составляют 42,86% - в отличие от 97,45% в Волго-Уральском НГБ и 82,35% в

Тимано-Печорском. В Лено-Тунгусском НГБ открыто 3 уникальных месторождения с суммарными запасами газа 5,2 трлн. нм³ – более половины запасов данного НГБ. В Волго-Уральском НГБ месторождения с газовой фазой встречаются в 6 административных единицах из 10. Месторождения в основном мелкие числом 269, средних всего 6, и они открыты в районах, тяготеющих к Предуральскому прогибу и Прикаспийской впадине. Там же сосредоточено и большинство мелких месторождений (см. табл. 9).

Итоги

Итак, расположение НГБ на древних платформах России, масштабы эмиграции УВ, генетические, прогнозируемые и разведанные соотношения нефти и газа в них определяются геолого-тектонической историей этих регионов.

Волго-Уральский НГБ подавляюще нефтеносен, что обусловлено главной в нём материнской доманиковой формацией D₃ со специфическим альгозоогенным ОВ, а также относительно спокойным развитием НГБ, закончившимся гомогенным этапом.

Тимано-Печорский НГБ занимает промежуточное положение по тектонической активности, но гетерогенного этапа он тоже не прошёл. Доманиковая формация в нём есть, и она имеет существенное, но не подавляющее значение в качестве источника УВ. Как итог – нефтеносность в нём эквивалентно выше газоносности, но в меньшей степени, нежели в Волго-Уральском НГБ.

Напротив, существенная газоносность Лено-Тунгусского НГБ Сибирской платформы всецело детерминируется гетерогенным этапом, что выразилось в трансформации части нефтяных залежей в антраксолиты и газ, дополнительной генерацией газа при более высоких погружениях НГМГ и, наконец, в выделении газа в свободную фазу при подъёмах. Но степень разведанности Лено-Тунгусского НГБ в целом невелика и здесь ещё предстоят немалые открытия и газовых, и нефтяных месторождений.

Литература

Баженова Т.К. Эволюция нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в палеозое допалеозое Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности // Автореф. дисс... докт. геол. - мин. наук. - СПб.: ВНИГРИ, 1992. - 50 с.

Баженова Т.К., Гембицкая Л.А. Масштабы эмиграции углеводородов из нефтегазоматеринских горизонтов докембрия Средне-Русского бассейна (в связи с прогнозом нефтегазоносности) // Литология и полезные ископаемые центральной России. – Воронеж, 2000. - С. 9-10.

Баженова Т.К., Богословский С.А., Шапиро А.И. Оценка масштабов нефтегазообразования в Коротаихинской впадине Тимано-Печорского бассейна (в связи с раздельным зональным прогнозом нефти - и газоносности) // Зоны концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий. - СПб.: ВНИГРИ, 2010. - С.26-31.

Баженова Т.К., Шапиро А.И., Васильева В.Ф., Отмас А.А. Геохимия органического вещества и генерация углеводородов в нижнесилурийских отложениях Калининградской области // Нефтегазовая геология. Теория и практика – 2012. - Т.7. - №2. -

http://www.ngtp.ru/rub/1/18_2012.pdf

Баженова Т.К., Богословский С.А., Шапиро А.И., Васильева В.Ф., Рогозина Н.А. Органическая геохимия осадочного выполнения Вычегодского прогиба (Русская плита) и его геотермическая история // Нефтегазовая геология Теория и практика. – 2013. – Т.8. – №3. – http://www.ngtp.ru/rub/1/37_2013.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/37_2013

Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С.76-87.

Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. – М.: Недра, 1983. – 196 с.

Ларская Е.С. Принципы и методы выделения нефтегазоматеринских толщ и оценка масштабов нефтегазообразования (на примере палеозойских отложений Русской плиты) // Диссертация на соискание учёной степени доктора геолого-минералогических наук. – М., 1979. – 426 с.

Мельников Н.В., Килина Л.И., Кригин, В.А., Хоменко А.В. Нефтегазоносность кембрийских рифов Сурингдаконского свода // Теория и региональные проблемы геологии нефти и газа. – Новосибирск: Наука, 1991. – С.180-189.

Нерастворимое органическое вещество осадочных пород – объект органической геохимии / Т.К. Баженова, Г.М. Боровая, Л.А. Гембицкая, Н.П. Фадеева. – М.: «Геоинформмарк», 1993. – 56 с.

Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / Т.К. Баженова, В.К. Шиманский, В.Ф. Васильева, А.И. Шапиро, Л.А. Гембицкая, А.И. Климова. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – 162 с.

Особенности накопления и преобразования органического вещества в докаменноугольных отложениях Русской платформы / Е.С. Ларская, К.Ф. Родионова, О.П. Четверикова, О.П. Загулова, М.В. Милорадова, А.М. Тёшин, В.Р. Познухова. – М.: Недра, 1974. – 203 с.

Филипцов Ю.А., Мельников Н.В., Ефимов А.С., Вильчак В.И., Горюнов Н.А., Евграфов А.С., Смирнов Е.В., Щербаков В.А., Култышев В.Е. Нижне-среднекембрийский рифогенный барьер на севере Сибирской платформы – объект первоочередных нефтегазопроисловых работ // Геология и минерально- сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – №2 (18). – С. 25-35.

Шиганова О.В., Дыхан С.В., Соболев П.Н., Сурнин А.И. Геохимическая и гидрогеологическая характеристика венд-нижнекембрийских отложений Ленно-Тунгусской НПП в параметрических скважинах 2008-2010 гг. // Нефтегеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса востока России. – СПб.: ВНИГРИ, 2010. – С.199-204.

Эволюция нефтегазообразования и нефтегазонакопления на юго-западе Сибирской платформы / Т.К. Баженова, А.И. Шапиро, В.Ф. Васильева, Н.Б. Вишневская, А.И. Климова, Н.Т. Кунаева, Н.А. Рогозина, Г.В. Туренкова. – СПб.: ВНИГРИ, 2015. – 147 с.

Bazhenova T.K.

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

PETROLEUM SOURCE FORMATIONS OF THE RUSSIAN ANCIENT PLATFORMS AND THEIR PETROLEUM POTENTIAL

The comparative analyses of petroleum source formations of the Russian ancient platform (Siberian and Eastern European) and their oil and gas potential is presented. The comparative characteristics of oil and gas potential of three major oil and gas bearing basins of ancient platforms (Lena-Tunguska, Volga-Urals and Timan-Pechora) are given. The relationship between oil and gas potential, the nature of hydrocarbon sources and geohistorical development is evidently in the exploration extent of these basins.

Keywords: petroleum source formation, petroleum basin, ancient platforms, petroleum potential of Siberian and East European platforms.

References

Bazhenova T.K. *Evolutsiya neftegazobrazovaniya i neftegazonakopleniya v paleozoe dopaleozoe Sibirskoy platformy i prognoz neftegazonosnosti* [Petroleum formation and accumulation in the Prepaleozoic and Paleozoic Siberian platform outlook]. Synopsis of the dissertation for the degree of Doctor in geological and mineralogical sciences. St. Petersburg: VNIGRI, 1992, 50 p.

Bazhenova T.K., Bogoslovskiy S.A., Shapiro A.I. *Otsenka masshtabov neftegazobrazovaniya v Korotaikhinskoy vpadine Timano-Pechorskogo basseyna (v svyazi s razdel'nym zonal'nym prognozom nefte - i gazonosnosti)* [Assessment of petroleum resources in the Korotaikha basin Timan-Pechora (associated with a separate area forecast for petroleum potential)]. Zony kontsentratsii uglevodorodov v neftegazonosnykh basseynakh sushi i akvatoriy. St. Petersburg: VNIGRI, 2010, p. 26-31.

Bazhenova T.K., Bogoslovskiy S.A., Shapiro A.I., Vasil'eva V.F., Rogozina N.A. *Organicheskaya geokhimiya osadochnogo vpolneniya Vychedgskogo progiba (Russkaya plita) i ego geotermicheskaya istoriya* [Vychedga trough (Russian plate) - organic geochemistry and geothermal history of sedimentary fill]. Neftegazovaya geologiya Teoriya i praktika, 2013, vol. 8, no. 3, http://www.ngtp.ru/rub/1/37_2013.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/37_2013

Bazhenova T.K., Gembitskaya L.A. *Masshtaby emigratsii uglevodorodov iz neftegazomaterinskikh gorizontov dokembriya Sredne-Russkogo basseyna (v svyazi s prognozom neftegazonosnosti)* [The migration scale of hydrocarbons from the Precambrian source rocks in the Middle-Russian basin and their petroleum potential forecast)]. Litologiya i poleznye iskopaemye tsentral'noy Rossii. Voronezh, 2000, p. 9-10.

Bazhenova T.K., Shapiro A.I., Vasil'eva V.F., Otmas A.A. *Geokhimiya organicheskogo veshchestva i generatsiya uglevodorodov v nizhnesiluriyskikh otlozheniyakh Kaliningradskoy oblasti* [Geochemistry of organic matter and generation of hydrocarbons in the Lower Silurian deposits of the Kaliningrad region]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2012, vol. 7, no. 2, http://www.ngtp.ru/rub/1/18_2012.pdf

Evolutsiya neftegazobrazovaniya i neftegazonakopleniya na yugo-zapade Sibirskoy platformy [Petroleum formation and accumulation in the southwest part of the Siberian Platform]. T.K. Bazhenova, A.I. Shapiro, V.F. Vasil'eva, N.B. Vishnevskaya, A.I. Klimova, N.T. Kunaeva, N.A. Rogozina, G.V. Turenkova. St. Petersburg: VNIGRI, 2015, 147 p.

Filipstov Yu.A., Mel'nikov N.V., Efimov A.S., Vil'chak V.I., Goryunov N.A., Evgrafov A.S., Smirnov E.V., Shcherbakov V.A., Kultyshev V.E. *Nizhne-srednekembriyskiy rifogenny bar'er na severe Sibirskoy platformy – ob'ekt pervoocherednykh neftegazopoiiskovykh rabot* [Lower – Middle Cambrian barrier reef in the north of the Siberian platform - the object of primary oil and gas exploration]. Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri, 2014, no. 2 (18), p. 25-35.

Kiryukhina T.A., Fadeeva N.P., Stupakova A.V., Poludetkina E.N., Sautkin R.S. *Domanikovye otlozheniya Timano-Pechorskogo i Volgo-Ural'skogo basseynov* [Domanik deposits of Timan-Pechora and Volga-Urals basin]. *Geologiya nefi i gaza*, 2013, no. 3, p. 76-87.

Larskaya E.S. *Diagnostika i metody izucheniya neftegazomaterinskikh tolshch* [Diagnosis and methods of studying petroleum source rocks]. Moscow, Nedra, 1983. - 196 s.

Larskaya E.S. *Printsipy i metody vydeleniya neftegazomaterinskikh tolshch i otsenka masshtabov neftegazobrazovaniya (na primere paleozoyskikh otlozheniy Russkoy plity)* [Principles and methods for source rocks sequences separating - for example, the Paleozoic sediments of the Russian Platform]. Dissertation for the degree of Doctor in geological and mineralogical sciences. Moscow, 1979, 426 p.

Mel'nikov N.V., Kilina L.I., Krinin, V.A., Khomenko A.V. *Neftegazonosnost' kembriyskikh rifov Suringdakonskogo svoda* [Petroleum potential of the Cambrian reefs Suringdak arch]. *Teoriya i regional'nye problemy geologii nefi i gaza*. Novosibirsk: Nauka, 1991, p. 180-189.

Nerastvorimoe organicheskoe veshchestvo osadochnykh porod – ob'ekt organicheskoy geokhimii [Insoluble organic matter of sedimentary rocks - the object of organic geochemistry]. T.K. Bazhenova, G.M. Borovaya, L.A. Gembitskaya, N.P. Fadeeva. Moscow, «Geoinformmark», 1993, 56 p.

Organicheskaya geokhimiya Timano-Pechorskogo basseyna [Organic geochemistry of the Timan-Pechora Basin]. T.K. Bazhenova, V.K. Shimanskiy, V.F. Vasil'eva, A.I. Shapiro, L.A. Gembitskaya, A.I. Klimova. St. Petersburg: VNIGRI, 2008, 162 p.

Osobennosti nakopleniya i preobrazovaniya organicheskogo veshchestva v dokamennougol'nykh otlozheniyakh Russkoy platformy [Features of accumulation and transformation of organic matter in the Pre-Carboniferous section of the Russian Platform]. E.S. Larskaya, K.F. Rodionova, O.P. Chetverikova, O.P. Zagulova, M.V. Miloradova, A.M. Teshin, V.R. Poznukhova. Moscow, Nedra, 1974, 203 p.

Shiganova O.V., Dykhan S.V., Sobolev P.N., Surnin A.I. *Geokhimicheskaya i gidrogeologicheskaya kharakteristika vend-nizhnnekembriyskikh otlozheniy Lenno-Tungusskoy NGP v parametricheskikh skvazhinakh 2008-2010 gg.* [The geochemical and hydrogeological study of Vendian - Lower Cambrian section using the exploratory type stratigraphic test wells drilled in the period 2008-2010 (Lena-Tunguska Basin)]. *Neftegeologicheskiy prognoz i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa vostoka Rossii*. St. Petersburg: VNIGRI, 2010, p. 199-204.